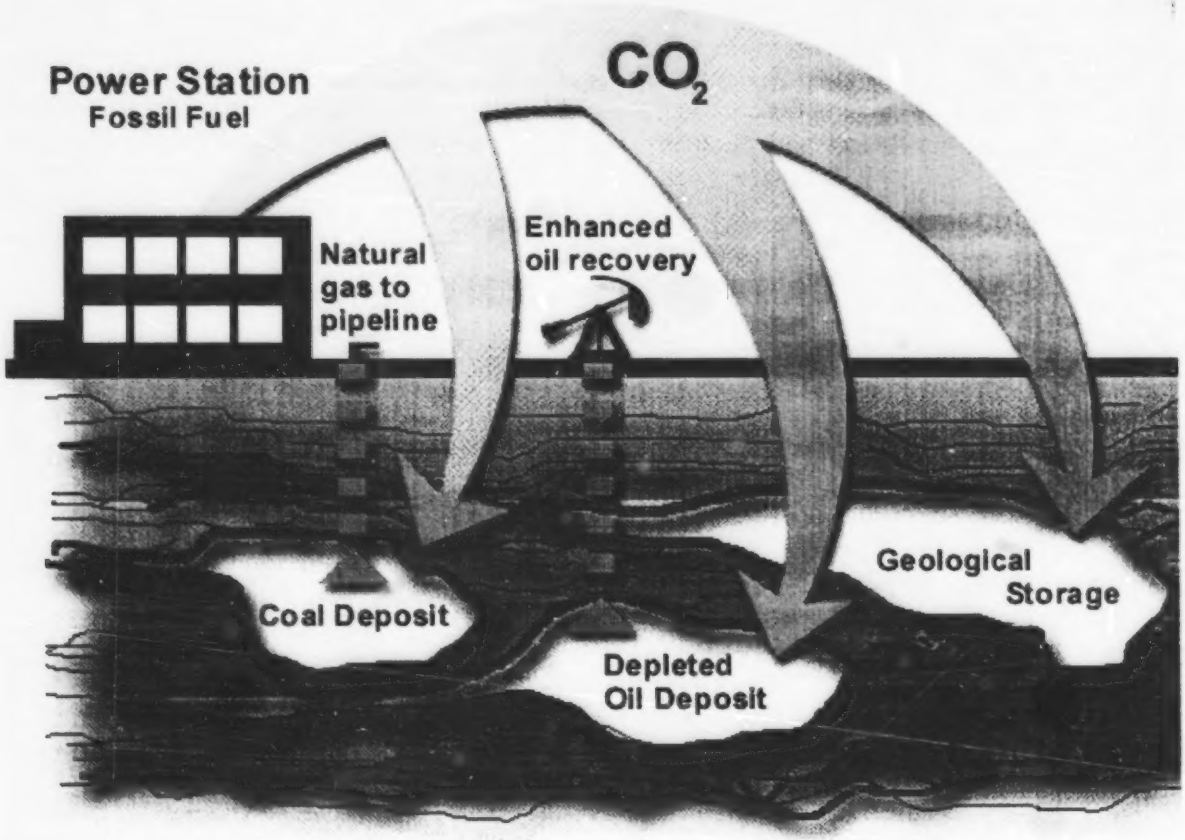
Natural Resources Canada | Ressources naturelles Canada

THE CAPTURE AND STORAGE OF CARBON DIOXIDE EMISSIONS

A significant opportunity to help Canada meet its Kyoto targets



Canada

101-04563/

THE CAPTURE AND STORAGE OF CARBON DIOXIDE EMISSIONS

A significant opportunity to help Canada meet its Kyoto targets

Prepared for:

Office of Energy Research and Development
Natural Resources Canada
Ottawa, Ontario K1A 0E4
October 2000

Prepared by:

Dr. D.A. Reeve
Senior Associate
Global Change Strategies International Inc.
150 Isabella Street, Suite #305
Ottawa, Ontario, Canada K1S 1V7
Phone: (613) 232-7979 Fax: (613) 232-3993 Email: *info@gcsi.ca*

Scientific Authority:

Gilles Mercier
Office of Energy Research and Development
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 14th Floor
Ottawa, Ontario, Canada K1A 0E4

Citation

D.A. Reeve, Global Change Strategies International Inc., *The Capture and Storage of Carbon Dioxide Emissions – A significant opportunity to help Canada meets its Kyoto targets.* Prepared under NRCan Contract File No. NRCan-00-0195. Office of Energy Research and Development, Natural Resources Canada, Ottawa, Ontario, Canada, 2000, (20 pages).

Copies of this report may be obtained at the following address:

Office of Energy Research and Development
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 14th Floor
Ottawa, Ontario, Canada K1A 0E4
(613) 947-3481

Disclaimer

This report is distributed for informational purposes only and does not necessarily reflect the views of the Government of Canada nor constitute an endorsement of any commercial product or person. Neither Canada nor its ministers, officers, employees or agents make any warranty in respect to this report or assume any liability arising out of this report.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada, 2001
Catalogue No.: M92-211/2001E
ISBN: 0-662-65586-9

Executive Summary

This report was prepared to support the carbon dioxide (CO_2) capture and storage option which the October 2000 joint meeting in Québec City of Ministers of Energy and the Environment considered as part of Canada's National Implementation Strategy on Climate Change and the first National Business Plan. The report reviews the current status of CO_2 capture and storage technology development in Canada and the contribution that these technologies could make to greenhouse gas (GHG) mitigation

CO_2 capture and storage represents a further option to decreasing national GHG emissions. Other options include reducing energy consumption, increasing energy efficiency, adopting lower or zero carbon fuels and reducing GHGs from non-energy sources. The technology involves removing CO_2 from large single-point sources such as power station stacks, making use of the CO_2 where applicable, and storing it underground in geological reservoirs. It has particular application in western Canada where large fossil fuel users are located close to suitable underground reservoirs. Similar circumstances may also apply in Atlantic Canada and the adjacent offshore. It is an attractive option because it allows continued use of Canada's fossil fuel resources, while at the same time contributing to GHG mitigation and providing the time required for the transition to lower carbon-intensive technologies.

Critical steps in the technology, especially CO_2 capture from dilute exhaust gas streams, must still be demonstrated on a large scale and costs are generally high at the current stage of technology development. These costs can be offset when the captured CO_2 has an economic value, e.g. to increase recovery from existing oil reservoirs. If capture costs can be reduced to $20 per tonne from the current level of $35-50 or higher, there is potential to deploy the technology widely such that volumes of CO_2 could be stored in Canada to reduce the projected 2010 emissions over the Kyoto target.

The potential for this contribution has already been recognized in Canada's National Implementation Strategy for Climate Change and is included as an action plan in the first National Business Plan on Climate Change. CO_2 removal from coal-fired power plants is also a centre-piece of the 10-year $1 billion R,D&D plan proposed by the recently-formed Canadian Clean Power Coalition. Activities with international exposure are underway in Canada, including monitoring of the CO_2 budget in an enhanced oil recovery (EOR) project and pilot-scale CO_2 capture projects. The *ad hoc* national coordinating committee on CO_2 capture and storage has developed an enhanced R,D&D plan which outlines preliminary projects and work plans for further development of the technology.

Further consultations are required to confirm S&T priorities and to finalize the national R,D&D program designed to lead to large-scale technology demonstration projects and first commercial plants. The plan then needs to be implemented through partnerships between the private sector, the federal government, the provinces and academia.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

Table of Contents

Background 1

What does CO_2 capture and storage include?.....2

Why does CO_2 capture and storage represent a significant opportunity to help Canada meet its Kyoto targets?.....4

Deployment of CO_2 Capture and Storage Technologies – Strategic Considerations.....5

Current CO_2 Capture and Storage Activities in Canada.....7

International CO_2 Capture and Storage Activities of Interest to Canada.....11

A Path Forward for Canada.....13

Other Actions Needed for Technology Deployment.....17

Next Steps.....18

Bibliography.....19

The Capture and Storage of Carbon Emissions

Background

Canada signed the Kyoto Protocol in December 1997, committing the country to work toward the ratification of a binding greenhouse gas (GHG) reduction target for the period 2008-2012. This target is to reduce annual GHG emissions to a level of minus 6% in 2010 relative to the 1990 level, estimated to have been equivalent to 526 megatonnes of CO_2[1]. However, a business-as-usual emissions projection to the year 2010 incorporating existing government policies indicates emissions could be as high as 764 megatonnes equivalent, leaving a gap of over 200 megatonnes of CO_2 equivalent (about 26%) between predicted emissions and Canada's Kyoto goal. CO_2 will comprise about 78% of these emissions.

In early 1998, the Energy and Environment Ministers of Canada and the provinces began work on a national climate change strategy with a mandate to develop a plan to meet the Kyoto target. Sixteen "Tables" or consultative groups, with approximately 450 government and stakeholder members in total, investigated an economic sector or cross-cutting policy area. The mandate of the Tables included the task of developing "options" for GHG mitigation policy and to indicate the level of support for these options among the Table members. By spring of 2000, all of the Tables had prepared their final reports, containing well over 100 options in total. Three of these Tables, covering the areas of technology development, the electricity generation industry and the upstream oil and gas industry, independently concluded that capture of CO_2 from large emission point sources, usually fossil fuel-fired systems, and its subsequent sequestration or storage could have a significant impact on reducing Canada's GHG emissions.

A *National Implementation Strategy on Climate Change* has been developed under the auspices of the National Air Issues Coordinating Committee. This strategy will recommend further consideration of the capture and storage option as a means to CO_2 mitigation. Canada's first National Business Plan on Climate Change takes the recommendations one step further and proposes concrete action items on capture and storage. By way of an example of emerging private sector interests, CO_2 capture from coal-fired power plants is also the centre-piece of a 10-year, $1 billion R,D&D plan proposed by the recently-formed Canadian Clean Power Coalition, an alliance of western Canadian coal-based electric utilities and coal producers.

Canada is not alone in recognizing the potential of this mitigation option. Activities in other countries will be reviewed later in this report. In several aspects of the development of this option, however, Canada is already playing an international leadership role, including chairing the Executive Committee of the International Energy Agency (IEA) Greenhouse Gas R&D Programme. High-profile Canadian projects, supported by the federal and provincial governments, industry and academia, as well as offshore partners, will also be summarized later in the report.

---

[1] Greenhouse gases have different warming potentials. In order to make comparisons possible, all emissions are converted to equivalent CO_2 emissions.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

Already, scientists and managers from Canadian industry, governments and academia have formed a network to stimulate and organize the development and deployment of technologies for the large-scale economic and environmentally-acceptable capture, use and geological storage of CO_2. This *ad hoc* national coordinating committee on CO_2 capture and storage held two major workshops in 1999, in Calgary and Regina respectively. The outcome of these workshops was a preliminary master plan which:

- identified candidate technologies for capture, transportation, and geological use and storage of CO_2 and what needs to be done to further develop these technologies;
- assessed the barriers and issues that will influence the further deployment of these CO_2 capture and storage technologies in Canada; and
- identified what additional work needs to be done to better address deployment-related concerns.

The federal government, through the Program of Energy Research and Development (PERD) at Natural Resources Canada, and in partnership with other players, funds a national research and development program on CO_2 capture and storage. This program is funded at a level of $1.018 million in 2000/2001, with industry adding a further $4.5 million. Other federal, provincial and industry expenditures on related projects are given later in the report. However, collective S&T investments in Canada are inadequate given the size of the opportunity and the role S&T must play to capture the prize.

There is now an immediate need to refine and take steps to implement the plan developed by the *ad hoc* national coordinating committee on CO_2 capture and storage. There is also a need to assess the opportunities and funding implications of large-scale projects involving retrofits, technology demonstrations and deployment, as well as to provide answers to outstanding economic and technological issues.

What does CO_2 capture and storage include?

CO_2 capture and storage firstly involves the separation of CO_2 from (a) fossil fuel-fired power plant or heating plant flue gases, (b) the effluents of industrial processes such as petrochemicals (ethane purification and ethylene production) and cement manufacture, and (c) hydrogen production by the steam reforming of natural gas (the decarbonization of methane). Separation from these point sources can be accomplished by absorption after contact with amine-based solvents (the most common method), adsorption on activated carbon or other materials, by passing the gas stream through special membranes, or by cryogenic separation. However, costs are high and significant technical problems remain unsolved.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

As well as separation from stack gases after fossil fuels have been combusted in electricity generating station boilers, it is also possible to remove the CO_2 prior to emission. For example, this can be achieved by gasifying coal using an integrated gasification combined-cycle (IGCC) system, or to concentrate it by recycling CO_2 while burning the fuel in oxygen. This latter technique, known as O_2/CO_2 combustion, is under development by an international consortium led by the CANMET Energy Technology Centre at Natural Resources Canada.

Secondly, CO_2 capture and storage involves transportation of the separated CO_2 to the use or storage site. CO_2 pipelines are already in operation in the U.S. to transport the gas, often from natural CO_2 reservoirs, to oil fields where it is used to enhance oil production. A 325-kilometre pipeline has recently come on stream, delivering 5 000 tonnes per day of CO_2 from a coal gasification plant in North Dakota to PanCanadian's CO_2-based enhanced oil recovery project at Weyburn, Saskatchewan.

Thirdly, CO_2 capture and storage involves sequestration of the transported CO_2 in geological reservoirs or in the oceans. Canada participates in an international consortium studying environmental aspects of the injection of liquid CO_2 in the ocean off Hawaii. However, because of the high potential for geological storage in Canada, e.g. in the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB), only this option is considered in this report.

Three principal types of geological formation could be used:

- active and uneconomical or depleted oil and gas reservoirs
- deep and unmineable coal formations, and
- deep saline aquifers.

About 70 oil fields worldwide use injected CO_2 for enhanced oil recovery, including the Weyburn field in Saskatchewan. The purity of the CO_2 injected can affect capture costs. It may be possible to reduce costs by injecting CO_2 mixed with other gases, e.g. flue gases containing sulphur and nitrogen oxides, but this would necessitate the study of reservoir reactions to such mixtures.

Canada has led an international effort to evaluate the displacement of methane from coal seams with CO_2, the methane then being available as a fuel for heating or electricity generation. Since two volumes of CO_2 are sequestered for each volume of methane produced and the adsorption is largely irreversible, this storage option looks promising in terms of the economics of electricity generation.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

CO_2 sequestration in a sub-seabed saline aquifer is already being practised in the North Sea off Norway (the Sleipner Project). Results from a Canadian three-year study on the aquifer disposal of CO_2 were published in 1996. This study was done by the Alberta Research Council and funded by a consortium comprising the Alberta Department of Energy, Environment Canada, Natural Resources Canada, TransAlta Utility Corporation and Edmonton Power, as well as the Alberta Research Council. The work demonstrated that both hydrodynamic trapping (no reaction between CO_2 and formation water and aquifer minerals) and mineral trapping (reactions occur and minerals are precipitated or dissolved) are viable processes for the storing of CO_2 in the subsurface, depending upon the reservoir properties.

Why does CO_2 capture and storage represent a significant opportunity to help Canada meet its Kyoto targets?

The CO_2 capture and storage climate change mitigation option is particularly applicable in Alberta and Saskatchewan where coal-based electricity generation is a major source of GHG emissions. They also have geological reservoirs available as storage sites close to point source emitters. Emissions associated with oil and gas production, processing and transportation to markets are also significant in these provinces. Electric power generation is also the largest point source of emissions in New Brunswick and Nova Scotia and, again, there is access to geological reservoirs for CO_2 storage, including aquifers and deep coal seams. Although aquifers exist in Ontario which could be used to store CO_2 captured from fossil-fired electricity generation plants, interest in that province may be focused on technology development and the establishment of markets for the technologies both in Canada and abroad. Other provinces, including British Columbia, Manitoba and Quebec, make extensive use of hydro-electricity and, therefore, have low emissions of CO_2.

Options for decreasing GHG emissions include reducing energy consumption, increasing energy efficiency and use, adopting lower or zero carbon fuels and reducing GHGs from non-energy sources. A further option for reducing CO_2 emissions from energy production is capture and storage, permitting the production of CO_2 but preventing its emission. This option offers Canada the continued use of its immense and cheap fossil fuel reserves without the associated negative climate change impact. It should remain viable in the context of western Canada as long as coal for electricity generation can continue to be supplied at close to $2.00 per barrel oil equivalent. Also, extension of the lifetime of existing fossil-fired plants may be the most cost-effective way to maintain power supplies at the current time.

A number of large volume single-point sources of CO_2 have been identified, particularly in western Canada. Three-quarters of these sources are from electricity generation and it is estimated that they could total as much as 62 megatonnes per year by 2007 in Alberta alone. The capacity of geological sites in Alberta for long-term CO_2 storage has been estimated to exceed 60 000 megatonnes, thus in theory providing storage for all of Alberta's emissions for the foreseeable future.

Storage capacities available in other provinces are not as well documented. However, the Geological Survey of Canada is leading a modest program to characterize the storage potential of geological reservoirs across Canada, especially specific sites in the vicinity of major CO_2 point sources located in sedimentary basins.

Considerable economic benefits could accrue from the adoption of CO_2 capture and storage. CO_2 delivered to an oil field for enhanced recovery is a commodity that commands a price, offsetting capture and transportation costs. The same situation would also apply to supplying CO_2 to projects for coal-bed methane recovery, enhanced gas recovery, enhanced in-situ bitumen recovery, and the in-situ upgrading of bitumen and heavy oils, as long as the delivered price of the CO_2 is sufficiently attractive.

This technology could also limit the overall costs of Canada's greenhouse gas mitigation strategy. Recent modelling results indicate that over 1.5 megatonnes per year of CO_2 could be stored in oil reservoirs (EOR) in the Western Canada Sedimentary Basin at a net cost of $13.00 per tonne. A further 40 megatonnes per year could be stored in deep coal seams or aquifers at cost of $38.00 per tonne. These estimates also underline the important conclusion that deployment of CO_2 capture and storage technologies could ultimately account for a significant proportion of Canada's greenhouse gas mitigation needs by the year 2010.

It should be noted that the physical storage capacity of deep coal seams and aquifers is many times larger than the above estimate, but the above-mentioned storage rates were limited by the amount of CO_2 available for storage, competing mitigation options and other constraints. Only CO_2 emissions from the electricity sector were made available for storage in the model. Estimates by the Energy Resources Branch of Natural Resources Canada indicate that an additional 8 megatonnes of CO_2 from natural gas and various industrial plants could be stored at a net cost of less than $17.00 per tonne. Reduction of capture costs by $10.00 per tonne would reduce the above cost figures by the same amount.

Deployment of CO_2 Capture and Storage Technologies – Strategic Considerations

Although geological reservoirs in western Canada have sufficient capacity to store all of the CO_2 that will be emitted for the foreseeable future, parts of the technology require further development and first-plant demonstration prior to multi-plant deployment. Several strategic considerations surround defining a path forward to such deployment:

- Capture technology is available but is costly and inefficient. Costs of removing and treating CO_2 from stack gases represent probably two-thirds or more of the overall costs of capture and storage. In addition, there is an energy penalty associated with CO_2 capture that reduces overall power generation capacity. These costs are the most important barrier to the commercialization of CO_2 capture and storage technologies in Canada.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

- Flue gases account for about 80% of the CO_2 available in western Canada but there is little experience in large-scale separation. Coal-based power plants have the highest CO_2 emissions of all fossil fuel units but often are the lowest cost electricity generators. If these plants are to continue operating in the competitive market, retrofit requirements for stringent environmental control must be available at an acceptable cost. Current technology has not been tested beyond pilot scale and many problems have yet to be solved.

- It is important to know whether geological storage of CO_2 emissions from large coal-fired power plants is feasible at a commercial scale and, if so, at what cost. This information is also important in terms of decisions for new plants when capital-stock turnover occurs.

- The environmental acceptability of large-scale geological storage needs to be confirmed, especially from the point of view of public perception and acceptance. For example, will sequestered CO_2 slowly leak out of some reservoirs? Further research is needed on the long-term chemical and physical impacts of CO_2 on reservoir rocks and fluids.

- If capture and storage technologies are to be deployed to achieve deep reductions in Canada's CO_2 emissions, policy guidance is needed so that both a realistic development program and a timeline for work to develop and demonstrate new and cost-effective technologies can be defined.

- Because parts of CO_2 capture and storage technologies require further development, multiple approaches are warranted, and significant breakthroughs can be expected. Under these circumstances, the federal government is an appropriate sponsor up to the first commercial plant, but in partnership with provincial governments and industry.

- Overall costs for this support will be high. For example, costs to retrofit CO_2 capture facilities to an existing point source could be up to $300 million and costs of a new technology demonstration could be up to $700 million. A broadly-based group of non-government stakeholders in Alberta has submitted a report to Alberta's Climate Change Central which puts a high priority on extensive provincial S&T support including basic, applied and demonstration efforts relating to CO_2 capture and storage technologies. Proposed funding is about $2.5 billion over 10 years.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

- High interest in CO_2 capture and storage technologies has developed in other countries. Japan, the Netherlands, Norway and the U.S. all have national research programs in progress. Through its already recognized leadership role in several technology areas, Canada can now capitalize on partnerships in international projects when these apply to Canadian needs.

- Commercial and regulatory issues should also be addressed. A principal commercial barrier is likely to be optimization of petroleum production with CO_2 storage. The regulatory framework must be modified to allow this activity to be routinely performed and monitored.

The "make or break" issues for uptake by industry and commercial deployment of CO_2 capture and storage technologies are risk and cost, in particular the cost of capture and compression prior to pipelining. For sequestration in a reservoir, e.g. an oil field, where the owner pays for the CO_2 to enhance the efficiency of a process, the delivered costs at the plant gate must be economically attractive. It is this route to storage, where the CO_2 product has commercial value, that has the highest chance of immediate application. If there is no market for the CO_2 and it must be stored, the substitution of natural gas for coal in power generation may be favoured, at least until the price of natural gas rises to a sufficiently high level or until the cost of CO_2 capture is sufficiently low. CO_2 capture and storage for natural gas-fired systems may be introduced before coal but, worldwide this technology is likely to play a critical role in fossil systems for the next 30 or 40 years.

It seems that current capture technology could probably produce CO_2 at the plant gate at about $35 per tonne but costs as low as $25-27 per tonne are possible. The goal for a national program would be to refine existing technologies by reducing capital requirements and improving capture process integration to reduce costs to about $20 per tonne CO_2 within the Kyoto timeframe or soon after. Transportation costs add an estimated $1.00 per 100 km per tonne and storage adds approximately $2.00 per tonne. Further reduction of capture and supply costs would increase the amount of CO_2 sequestered.

Current CO_2 Capture and Storage Activities in Canada

There are several projects underway in Canada which are making significant contributions to the knowledge and practical application of CO_2 capture and storage. These projects encompass:

- reduction of CO_2 capture costs;
- monitoring of CO_2 behaviour after injection into an oil field;
- enhanced recovery from an abandoned oil field using CO_2 injection;
- increased CO_2 concentrations in flue gases using O_2/CO_2 combustion;
- injection of CO_2 into deep coal beds to enhance methane recovery; and
- assessment of CO_2 storage capacity of Canadian sedimentary basins and coal seams.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

International Test Centre for CO_2 Capture

The International Test Centre in Saskatchewan was announced on December 17, 1999. It has two main components: a pre-commercial scale chemical absorption technology demonstration pilot plant at the Boundary Dam power plant near Estevan, and a technology development pilot plant at the Petroleum Technology Research Centre (PTRC), University of Regina. It will examine refinements to current technology and ways of reducing the costs of capturing CO_2 from stack gases emitted from fossil fuel-fired electricity generating stations.

The original Boundary Dam pilot plant was built in 1987 at a cost of $2.5 million under the sponsorship of SaskOil, Amoco Canada, Shell Canada, and the governments of Canada and Saskatchewan. An earlier absorption separation plant operated in Alberta for about 18 months in the early 1980s at the Sundance power plant. However, the cost of separation of the CO_2 for use in enhanced oil recovery projects was prohibitively high and solvent degradation was a severe operating problem.

The technology demonstration pilot plant at the Boundary Dam power station will be an updated and refurbished version of the 1987 unit. It will improve the already commercial chemical absorption process using a variety of solvents. The smaller pilot plant at the PTRC will be used for both the development of new technology and technology screening.

Contributors include Natural Resources Canada, Saskatchewan Energy and Mines, the Government of Alberta, and the Canada/Saskatchewan Western Economic Partnership Agreement. Industry partners include Sask Power, Fluor Daniel, Luscar, BP Amoco, EPCOR, TransAlta Utility Corporation, Canadian Occidental and PanCanadian Petroleum. Other governments and corporations have also expressed interest.

IEA CO_2 Monitoring Project at Weyburn, Saskatchewan

This project builds upon the $1.1 billion PanCanadian Weyburn CO_2 enhanced oil recovery project in which CO_2, pipelined from the Dakota (coal) Gasification Company in Beulah, North Dakota, will be pumped into the Weyburn field to reduce the viscosity of the oil and thereby increase its recoverability. An incremental 120 million barrels of oil will be recovered over the next 15 to 20 years, at the same time storing about 14 million tonnes net of CO_2 underground.

The International Energy Agency (IEA) CO_2 Monitoring Project is focussed on assessing the long-term integrity of CO_2 storage. This four-year research project is starting with a pre-injection reservoir baseline study. The project will develop a comprehensive understanding of the storage integrity, migration and fate of CO_2 injected into an oil-bearing geological structure.

Total project cost will be $35 million. Partners to date include PanCanadian Resources Ltd., Saskatchewan Energy and Mines, the Petroleum Technology Research Centre and the Government of Canada through the Climate Change Action Fund. SaskPower, BP Amoco, Dakota Gasification Company and TransAlta Utility Corporation plan to participate in the project. The European Union has also committed funding with more anticipated from other European sources.

This project will include researchers from Canada, the United States and Europe under the auspices of the *IEA Greenhouse Gas R&D Programme.* This IEA activity, chaired by Canada and with offices in the U.K., brings together the interests of 16 countries and the Commission of European Communities. As well, BP Amoco, DMT-FP, EPRI (Electric Power Research Institute, California), Mobil Oil, RWE AG and Shell International are sponsors.

Membership also provides access to information from other international projects, for example the Sleipner CO_2 capture and storage project of Statoil, the Norwegian state oil company. This project removes CO_2 from natural gas in the North Sea using an amine absorption process. The CO_2 is then compressed and injected into an aquifer 1 000 m below the seabed. The Sleipner project is the largest CO_2 capture and storage project in the world, sequestering about 1 million tonnes of CO_2 per year.

<u>O_2/CO_2 Combustion Technology</u>

This project is being conducted at the pilot plant facilities of the CANMET Energy Technology Centre (CETC) in Ottawa. The CANMET consortium includes five Canadian utility companies (TransAlta Utility Corporation, EPCOR, SaskPower, Ontario Power Generation and Nova Scotia Power), two industry companies (Air Liquide Canada and the McDermott Corporation), the government of Alberta through AOSTRA and the U.S. Department of Energy.

The principle of O_2/CO_2 combustion of fossil fuels is that the CO_2 concentration in the flue gases can be increased to more than 95% by displacing air with oxygen in the combustion process, thereby minimizing the complexity of CO_2 capture from these gases. Nitrogen is separated from the combustion air and the CO_2 combustion product is recirculated through the combustor with the oxygen. The use of CO_2 recycle allows for proper control of boiler performance in retrofit situations. This technique also shows promise for the clean-up of other emissions such as nitrogen oxides, sulphur dioxide and particulates.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

This project is now in its fifth phase. Pilot-scale O_2/CO_2 combustion trials are continuing and the techniques learned will be applied to a commercial burner design. As well as the opportunity to retrofit this technology to existing fossil-fired power plants, the possibility for a field demonstration project in conjunction with the coal-bed methane project, described below, has been discussed. In this application, O_2/CO_2 combustion would provide a CO_2-rich flue-gas stream sequestered in deep unmineable coal beds while simultaneously recovering the methane trapped in the coal. The economic value of the methane recovered would offset the cost of sequestering the CO_2.

As part of this project, "virtual plant" models have been developed to simulate the effect of various CO_2 capture technologies on overall plant performance and to optimize system integration to reduce energy losses.

CO_2 Enhanced Recovery of Coal-bed Methane

The objectives of this project are to reduce greenhouse gas emissions by injection of CO_2 into deep coal beds and to enhance coal-bed methane recovery factors and production rates as a result of CO_2 injection. This project is led by Environment Canada with expertise from the Alberta Research Council. It is sponsored by the governments of Alberta, Canada, the U.S., the U.K., Australia and the Netherlands as well as a group of more than 15 oil producers, utility companies and other interests.

A single-well pilot was successfully tested in Fenn-Big Valley, Alberta in1999/2000 and a two-well pilot injection test is in the design stage for implementation in 2001.

CO_2 Storage Capacity of Canadian Coal Seams

This modestly-funded project ($38,000 in 2000/2001) is being carried out from the Calgary office of the Geological Survey of Canada. It seeks to understand the adsorptive capacity for CO_2 of representative coal samples from coal seams in Canada using laboratory isotherm experiments. Detailed studies are required on the areas in Canada, including the east coast, with the highest potential for storage but current funding is inadequate for this.

Canadian Clean Power Coalition

This activity is still at the proposal stage. An association of leading Canadian coal and coal-fired electricity producers, known as the Canadian Clean Coal Power Coalition, has proposed a program with the aim of "securing a future for coal-fired electricity generation, within the context of Canada's multi-fuelled electricity industry, by proactively addressing environmental issues in cooperation with government and our stakeholders". Current members of the Coalition are EPCOR, Luscar Ltd., SaskPower, the Alberta Research Council and TransAlta Utility Corporation. The proposal includes:

- construction and operation of a full-scale demonstration project for the removal of greenhouse gas and all other emissions of concern from an existing coal-fired power plant by 2007;
- development of low-emission technology for new power plants; and
- an integrated air-quality covenant that tackles the entire portfolio of air quality issues related to coal-fired power generation.

Costs over the next 10 years for the full-scale demonstration project and demonstration of low-emission technology for new power plants are estimated to be nearly $1 billion.

International CO_2 Capture and Storage Activities of Interest to Canada

As well as the above projects currently underway in Canada, there are other activities abroad of particular interest to Canada. They were reported upon at the Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies in Cairns, Australia, August 13-16, 2000. Total attendance at this conference was 380 with 37 countries represented. Seven papers authored by Canadians were presented in the sessions on capture and geological storage.

Zero Emission Anaerobic Hydrogen or Electricity Production from Coal

The heart of this concept is to transform coal by means of the high-temperature chemical reaction of steam with coal, producing hydrogen and CO_2. No combustion takes place. The hydrogen could then be used as fuel in a high-temperature solid-oxide fuel cell to make electricity. The CO_2 is removed by reacting it with lime, CaO, forming a mineral, calcium carbonate ($CaCO_3$). The $CaCO_3$ is subsequently calcined at high temperatures releasing a concentrated stream of CO_2 and the CaO is recycled.

The released CO_2 would be reacted with naturally-occurring serpentine, a magnesium silicate. The product of the reaction is magnesium carbonate, which is benign and could be stored at the serpentine mine.

The Capture and Storage of Carbon Emissions

This concept was originally proposed by the Los Alamos National Laboratory in New Mexico. It is now being pursued through the mechanism of a consortium, known as the Zero Emission Coal Alliance (ZECA). Currently, ZECA has underway a $550,000 (U.S.) techno-economic feasibility study of the proposal, to be completed by early 2001. Membership in ZECA includes eight U.S. coal producers, utilities and manufacturers and the Los Alamos National Laboratory. It also includes a number of Canadian participants: EPCOR, SaskPower, Ontario Power Generation, TransAlta Utility Corporation, AFL Venture (ATCO, Fording Coal and Luscar Ltd.), the Coal Association of Canada, AOSTRA and Natural Resources Canada.

BP Amoco Joint Industry Project (JIP)

Six global energy companies have joined with BP Amoco to develop advanced CO_2 separation and geological storage technology: Chevron, Norsk Hydro, Statoil, Shell, Suncor Energy and Texaco. While each member company is actively working to manage its own greenhouse gas emissions through a portfolio of initiatives, this project demonstrates their joint commitment to address the climate change issue through advanced CO_2 capture and storage.

Canadian O_2/CO_2 combustion technology may play a role in this project. BP Amoco is considering a major natural gas decarbonization project for the Alaska North Slope in which CO_2 would be removed from gas turbine exhausts and used for enhanced oil recovery.

U.S. Department of Energy Greenhouse Gas Sequestration R&D Program

The importance of CO_2 capture and storage research as an attractive potentially low-cost option has now been recognized in the United States where about 85% of energy is derived from fossil fuels. This importance was underscored by the President's Committee of Advisors on Science and Technology in a report entitled "Federal Energy Research and Development for the Challenges of the Twenty-First Century, November 1997" which recommended a much larger science-based CO_2 capture and storage program. It was recognized that this high-risk, long-term R&D would not be undertaken by industry alone. Key areas for research and development that could lead to an understanding of the potential for future use of carbon dioxide sequestration as a major tool for managing CO_2 emissions were identified in a 1999 U.S. Department of Energy report entitled "Carbon Sequestration Research and Development".

The goal of the U.S. program is to "reduce the cost of carbon sequestration to $10 or less per net ton of carbon emissions by 2015". Costs in this range would add less than $0.01 per kWh to the average electricity bill in the U.S., making CO_2 capture and storage one of the most affordable options for addressing climate change.

With this goal in mind, the U.S. Department of Energy has made a transition from funding early exploratory ventures to committing $13.7 million over the next three years to new projects. However, this funding level is only regarded as preliminary until the direction of the program becomes clearer. Partners from private research institutions, industries and universities will contribute an additional $10 million. The first of two phases of this program comprising 13 projects was announced in July 2000. The closing date for the second round of proposals has already passed.

Of these 13 first-round projects, two deal with CO_2 capture (development of a high-temperature membrane for CO_2 capture in coal gasifiers and development of a reusable sodium-based absorbent) and four deal with geological storage (one on storage in coal seams, one on storage in deep saline reservoirs and two on reservoir characterizaton). The remaining projects deal with ocean and terrestrial sequestration and advanced concepts and modelling.

Canadian technology such as O_2/CO_2 combustion, via a U.S. partner, could form part of a future proposal to the program.

A Path Forward for Canada

The Canadian projects currently being supported comprise relatively modest pilot-scale development as well as reservoir characterization and monitoring studies. They are important and useful in providing new knowledge for the next stages in technology development. They also have a high profile on the international stage. However, if CO_2 capture and storage is to make the significant contribution to greenhouse gas mitigation that is promised and envisaged possible, a much more ambitious program approach is required.

As already noted, an *ad hoc* national coordinating committee on CO_2 capture and storage has made significant progress in identifying the needs for such a program. The committee considered the following technologies:

Capture:
- chemical (amine) absorption, coal and natural gas plants
- decarbonization of methane (reaction with steam to produce hydrogen)
- decarbonization of solid fuels (coal gasification)
- O_2/CO_2 combustion
- as CO_2 hydrates from flue gases
- membrane and cryogenic separation
- anaerobic (zero emission) coal gasification

The Capture and Storage of Carbon Emissions

Storage:
- enhanced oil recovery
- enhanced coal-bed methane
- deep saline aquifers
- mineral trapping
- resource characterization and inventory

S&T needs and approximate timetables to the first commercial plant were mapped out by the committee and are summarized in Table 1. Early estimates of costs for development and, in some cases, pilot and demonstration plants are included in the table. Further refining of these figures is needed. However, even though all options would ultimately not go forward, it can be assumed that overall development of technology options would cost in the hundreds of million dollars. As previously noted, large demonstration and first commercial plants would cost well in excess of this figure, probably close to $1 billion.

The national coordinating committee also considered possible partners for these projects and where Canadian expertise already exists. An initial consideration of the present states, critical issues and barriers to deployment of capture technologies was done, based on current knowledge. These observations are summarized below.

Chemical (amine) absorption, at coal-fired generation plants and natural gas plants:
- lack of long-term experience
- difficulties of integration into existing plant
- a high solvent loading contributes to separation costs

Decarbonization of methane (e.g. reaction with steam to produce hydrogen):
- CO_2 avoidance by this technology in a new plant may be more expensive than adding other capture technologies to existing fossil fuel-fired power plants

Decarbonization of solid fuels (coal gasification):
- coal gasification technology coupled with combined-cycle power generation is very expensive (a 550 MW facility would cost an estimated $1 billion)
- technology integration into existing plants is expensive and potentially problematic
- Canada is not a major player in development of this technology

O_2/CO_2 combustion:
- lack of Canadian boiler manufacturing companies
- large oxygen separation plants are required
- this combustion technology could reduce the reliability of downstream electricity generation facilities

The Capture and Storage of Carbon Emissions

Capture as CO_2 hydrates:

- early stages of technology development
- costs are currently higher than those of competing technologies
- costs of flue gas compression are high

Membrane and cryogenic separation:

- membranes: extraction costs ($/tonne CO_2) are unknown; materials need further development
- cryogenics: engineering studies required; system difficulties caused by the formation of CO_2 hydrates

Anaerobic (zero emission) coal gasification:

- anticipated high funding requirements for the R&D
- the concept has still to be demonstrated
- developing a practical process given the thermodynamic constraints
- large volumes of solid wastes generated and large volumes of minerals needed

Table 1: Preliminary Canadian S&T needs for the further development, demonstration and deployment of CO_2 capture and separation technologies

TECHNOLOGY	DEVELOPMENT TIMELINE SUMMARY 2000 2005 2010 2015 2020	ESTIMATED OVERALL COSTS (millions)
CAPTURE		
Absorption (coal and natural gas)	Int'l Test Centre; Coal Demo; Natural Gas Demo	40
Decarbonization of methane	Development; Demo	38
Decarbonization of solid fuels	Systems and Design Studies; Natural Gas Demo	200
O_2 / CO_2 Combustion	Pilot Scale; Demo; Commercial	110
CO_2 Hydrates	R&D and Pilot; Demo	63
Membrane and Cryogenic Separation	R&D; Pilot Units	10
Anaerobic (zero emission) coal gasification	R&D and Pilot; Demo	100-500
STORAGE		
Enhanced oil recovery	CO_2 Monitoring (Weyburn); More Field Projects	100
Enhanced coal bed methane	Reservoir Assessment; Demo	25
Deep saline aquifers	Identify Formations	0.25
Mineral trapping	(Associated work anaerobic coal gasification)	0.20
Resource characterization and inventory	Reservoir Characterization	15.5

Other Actions Needed for Technology Deployment

The *ad hoc* national coordinating committee on CO_2 capture and storage also considered other actions needed to pave the way toward technology deployment, including policy levers available to governments and actions that may be taken by industry. The committee recognized that, in the short term and in the absence of a mechanism which attributes a price for greenhouse gas emissions avoidance, most of the CO_2 capture and storage opportunities would not be viable. Thus, industry is not likely to deploy these technologies without explicit government action based on a public policy mandate. In order to assess the issues that have a bearing on the widespread deployment of CO_2 capture, use and storage, the committee recommended that the following actions be taken:

- existing federal and provincial regulations (health and safety, environmental and economic) which may affect the deployment of CO_2 capture and storage technologies should be reviewed;
- existing federal and provincial fiscal frameworks (taxes and royalties) should be reviewed;
- existing studies of federal and provincial tax and royalty programs designed to promote R,D&D and which would cover CO_2 capture and storage technologies should be identified;
- a generic financial model should be developed to help decision-makers gain a better understanding of the net costs to investors of CO_2 capture and storage;
- an inventory of potential Canadian sources and storage sites should be developed;
- the export potential of Canadian CO_2 capture and storage technologies should be developed;
- a CO_2 capture and storage network should be established to promote enhanced communication and sharing of publicly-available information; and
- a CO_2 capture and storage consortium should be established to promote a broader engagement of companies in this initiative.

The national coordinating committee on CO_2 capture and storage estimated costs of $400 000 to undertake these reviews.

Next Steps

The importance and potential impact of CO_2 capture and storage technologies in helping Canada meet its Kyoto greenhouse reduction commitments have been recognized.

An informed community of scientists and engineers in industry, academia and government has developed. Projects in Canada have attracted international participation.

A national coordinating committee has developed a preliminary roadmap toward the demonstration and deployment of candidate technologies, as well as defining other studies needed to pave the way forward.

Confirmation at the highest level and support for the continued development and demonstration of these technologies is now required. The national coordinating committee should be instructed to undertake further consultation to identify S&T priorities and to finalize the R,D&D plan. The funding for current projects, which only extends to modest initial monitoring and pilot-scale studies, needs to be enriched. Also, further funding is required to enlarge Canada's S&T capacity in this area and for basic research, applied science and demonstrations. Decisions must be made regarding where to support international work and where to establish a Canadian lead.

Because this funding requirement will be high due to the complexities of late-stage technology development, demonstrations and first commercial plants, funding sources should be identified, e.g. the Sustainable Development Technology Fund (SDTF).

The national plan would then be best implemented through partnerships with the provinces and the private sector.

Bibliography

Options Report. The Electricity Industry Issues Table, November 1999.

Report on the Second Meeting on the Management of Carbon Dioxide. The National Steering Committee on CO_2 Capture and Storage. Regina, Saskatchewan, 5th October 1999.

Canada's National Initiative on CO_2 Capture and Storage. J.Legg, M. McDonald and M. Wilson. Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 13-16 August 2000.

Existing Coal Power Plant Retrofit CO_2 Control Options Analysis. D.R. Simbeck and M. McDonald, Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 13-16 August 2000.

CO_2 Capture and Storage, Program at Objective Level, POL Plan 5.2.3. Office of Energy Research and Development, Natural Resources Canada, 2000.

Carbon Dioxide Capture and Storage. G.R. Browning, Oil Division, Energy Resources Branch, Energy Sector, Natural Resources Canada. Internal report, 2000.

The Rationale for, and the Possibilities of Zero Emission Anaerobic Hydrogen or Electricity Production from Coal. K. Lackner and H. Ziock, Los Alamos National Laboratory, 1999.

Barriers to Overcome in Implementation of CO_2 Capture and Storage; (1) Storage in Disused Oil and Gas Fields. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report Number PH3/22, February 2000.

Aquifer Disposal of Carbon Dioxide. B. Hitchon (ed.), Alberta Research Council, 1996.

CO_2 Capture and Use for EOR in Western Canada ; 1. General Overview. R.T. Bailey and M.M. McDonald, Energy Conversion and Management, 34, 1145-1150, 1993.

Clearing the Air, the Future of Coal-Fired Electric Generation in Canada. Canadian Clean Power Coalition, c/o Box 1900, Station 'M', 110-12th Ave. S.W., Calgary, Alberta, T2P 2M1, October 2000. (www.canadiancleanpowercoalition.com).

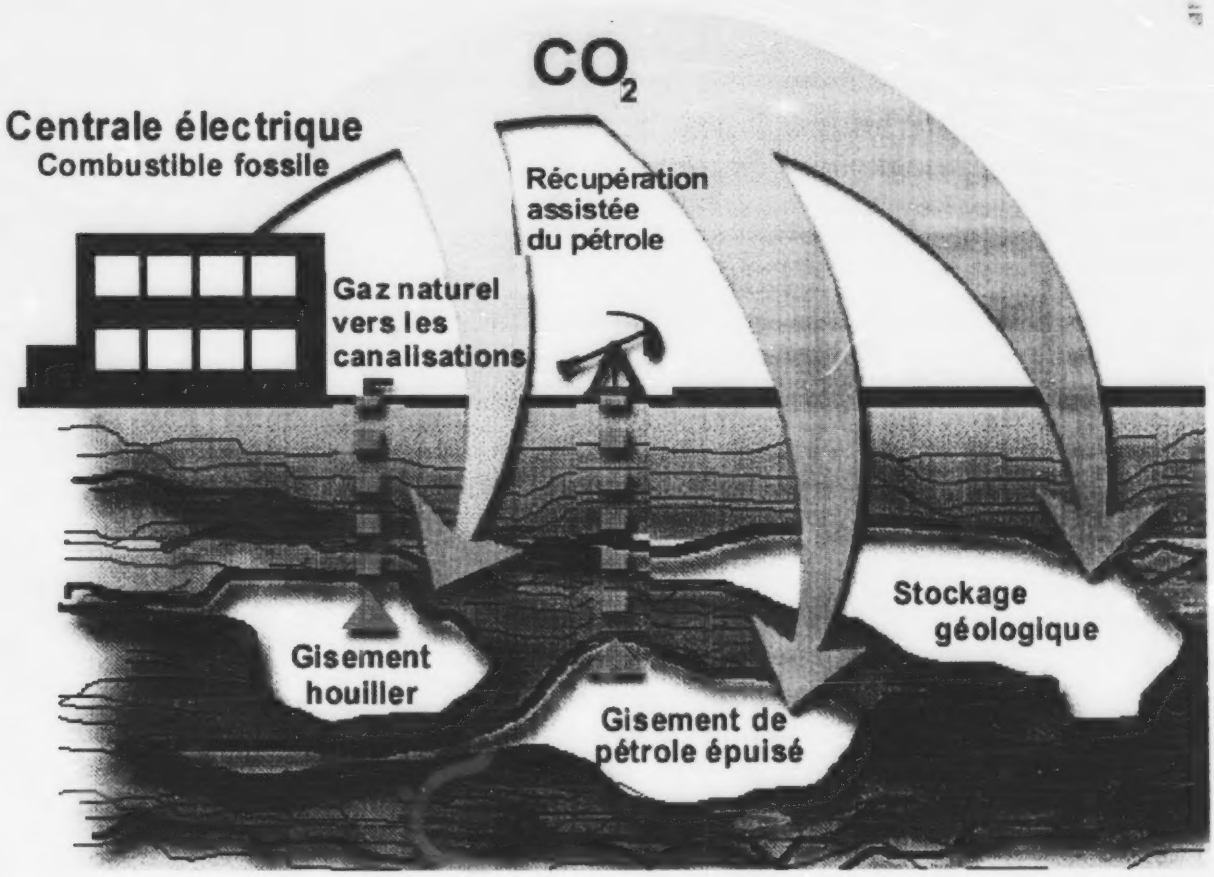
Carbon Sequestration Research and Development. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, December 1999.

Energy Department Launches Thirteen New Research Projects to Capture and Store Greenhouse Gases. http://www.doe.gov/news/releases00/julpr/pr00189.htm.

Ressources naturelles Canada
Natural Resources Canada

LE CAPTAGE ET LE STOCKAGE DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE CARBONE

Un outil précieux pour le Canada dans le contexte du Protocole de Kyoto



Canada

LE CAPTAGE ET LE STOCKAGE DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE CARBONE

Un outil précieux pour le Canada dans le contexte du Protocole de Kyoto

Rédigé pour :

Bureau de recherche et de développement énergétiques
Ressources naturelles Canada
Ottawa (Ontario), Canada K1A 0E4
Octobre 2000

Préparé par :

Dr. D.A. Reeve
Associé principal
Global Change Strategies International Inc.
150, rue Isabella, Suite 305
Ottawa (Ontario), Canada K1S 1V7

Autorité scientifique :
Gilles Mercier
Bureau de recherche et de développement énergétiques
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 14ième étage
Ottawa (Ontario), Canada K1A 0E4

Citation

D.A. Reeve, Global Change Strategies International Inc., *Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone*. Preparé par contrat RNCan (NRCan-00-0195). Bureau de recherche et de développement énergétiques, Ressources naturelles Canada, Ottawa (Ontario), Canada, 2000, (22 pages).

Des copies de ce rapport sont disponibles à l'adresse suivante :

Bureau de recherche et de développement énergétiques
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 14^{ième} étage
Ottawa (Ontario), Canada K1A 0E4
(613) 947-3481

Avis

Ce rapport n'est qu'à titre d'information. Les renseignements qu'il contient expriment le point de vue de l'auteur et ne reflètent pas forcément la politique du gouvernement du Canada, ni ne constituent une approbation d'un produit ou d'une personne quelconques. Ni le Canada, ni ses ministres, ses fonctionnaires, ses employés ou ses agents ne garantissent son contenu et n'assument de responsabilité découlant de son utilisation.

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, 2001
N° de cat. : M92-211/2001F
ISBN : 0-662-65586-9

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone
Sommaire

Le présent rapport a été préparé en appui à l'option de captage et de stockage du dioxyde de carbone que les ministres de l'Énergie et de l'Environnement ont considéré au cours de leur réunion mixte qui s'est tenu à Québec en octobre 2000 dans le contexte de la Stratégie nationale de mise en œuvre sur le changement climatique et du premier Plan d'activités national. Le rapport fait le point sur le niveau actuel de développement des technologies de captage et de stockage du dioxyde de carbone au Canada, et évalue leur contribution éventuelle à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le captage et le stockage du CO_2 sont une autre option qui pourrait aider le Canada à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Les autres options sont centrées sur la réduction de la consommation d'énergie, l'accroissement de l'efficacité énergétique, l'adoption de combustibles à faible teneur en carbone ou sans carbone, et la réduction des émissions de gaz à effet de serre produites par les sources non énergétiques. Cette technologie permet de piéger et, idéalement, d'utiliser le dioxyde de carbone provenant de sources ponctuelles importantes comme les cheminées des centrales électriques, ou de le stocker dans des réservoirs géologiques souterrains. Elle trouve des applications particulières dans l'Ouest canadien, où d'importants utilisateurs de combustibles fossiles mènent leurs activités à proximité de réservoirs souterrains appropriés. Des conditions propices pourraient également exister dans les provinces de l'Atlantique et les zones extracôtières adjacentes. L'attrait de cette option réside dans le fait qu'elle contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre sans pour autant entraver l'exploitation continue des réserves canadiennes de combustibles fossiles et fournit le temps requis pour la transition vers des technologies moins dépendantes du carbone.

La démonstration des principales étapes de la technologie, en particulier du captage du CO_2 à partir des gaz d'échappement dilués, reste à faire à grande échelle, et les coûts demeurent généralement élevés au stade actuel de développement de la technologie. Ces coûts peuvent être recouvrés lorsque le dioxyde de carbone piégé présente une valeur commerciale, par exemple lorsqu'on peut l'utiliser pour accroître les taux de récupération du pétrole à partir des gisements existants. Les coûts actuels de captage sont estimés à 35 à 50 dollars la tonne, voire davantage. Si l'on parvient à abaisser ces coûts à environ 20 dollars la tonne, on pourra déployer cette technologie à une échelle suffisante pour stocker au Canada des volumes de dioxyde de carbone permettant d'atteindre l'objectif de réduction des émissions convenu pour 2010 dans le Protocole de Kyoto.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Le grand potentiel de cette technologie est déjà reconnu dans la Stratégie nationale de mise en œuvre sur le changement climatique et est inclus à titre de plan d'action dans le premier Plan d'activités national en matière de changement climatique. Le captage des émissions de dioxyde de carbone produites par les centrales au charbon est également un élément central du plan décennal de R-D-D d'un milliard de dollars proposé par la Canadian Clean Power Coalition, créée tout récemment. Divers projets d'envergure internationale ont été entrepris au Canada, dont une étude de surveillance du bilan de CO_2 menée dans le cadre d'un projet de récupération assistée du pétrole ainsi que divers projets de captage du CO_2 à échelle réduite. Le comité national spécial de coordination du captage et du stockage des émissions de CO_2 a élaboré un plan de R-D-D élargi qui décrit les projets préliminaires et les plans de travail indispensables au perfectionnement de la technologie.

D'autres consultations s'imposent pour confirmer les priorités en matière de S et T et parachever l'élaboration du programme national de R-D-D orientant la conduite des projets de démonstration des technologies à grande échelle et l'aménagement des premières installations commerciales. L'établissement de partenariats entre le secteur privé, le gouvernement fédéral, les provinces et le secteur universitaire est indispensable à l'application du plan.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Table des matières

Contexte 1

En quoi consistent le captage et le stockage du CO_2? 3

En quoi l'option de captage et de stockage du CO_2 peut-elle aider le Canada à atteindre ses objectifs de Kyoto? 4

Déploiement des technologies de captage et de stockage du CO_2 -- considérations stratégiques .. 6

Projets de captage et de stockage du CO_2 en cours au Canada 8

Initiatives internationales de captage et de stockage du CO_2 présentant un intérêt pour le Canada 12

Perspectives d'avenir pour le Canada 14

Autres actions indispensables au déploiement des technologies 18

Prochaines étapes 19

Bibliographie 20

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Contexte

En signant le Protocole de Kyoto en décembre 1997, le Canada s'est engagé vers la ratification de l'objectif exécutoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre établi pour la période 2008-2012. De façon plus précise, le Canada a convenu de réduire d'ici 2010 ses émissions de gaz à effet de serre de 6 % par rapport aux niveaux de 1990, soit l'équivalent de 526 mégatonnes de dioxyde de carbone[1]. Toutefois, une projection fondée sur le scénario de maintien du *statu quo* des niveaux d'émissions en 2010 intégrant les politiques gouvernementales en vigueur indique que les émissions pourraient s'élever à 764 mégatonnes d'équivalent-CO_2 (CO_2E), soit un écart de plus de 200 mégatonnes de CO_2E (environ 26 %) entre le seuil d'émissions prédit et l'objectif convenu par le Canada à Kyoto. Le dioxyde de carbone formera à lui seul 78 % de ces émissions.

Au début de 1998, les ministres de l'Énergie et de l'Environnement du gouvernement fédéral et des provinces ont entrepris d'élaborer une stratégie nationale relative aux changements climatiques et un plan d'activités en vue d'aider le Canada à respecter ses engagements de Kyoto. Seize tables ou groupes de concertation réunissant quelque 450 fonctionnaires du gouvernement et partenaires ont examiné un secteur économique particulier ou une question de politiques intersectorielle. Ces tables avaient pour mandat de proposer des options pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'indiquer l'ampleur de l'appui accordé par les membres des tables à chacune de ces options. Au printemps 2000, toutes les tables avaient déposé leur rapport final. Le nombre d'options décrites dans ces rapports dépassait largement la centaine. Trois de ces tables, chargées d'étudier le développement technologique, l'industrie de l'électricité et le secteur d'amont de l'industrie gazière et pétrolière, sont parvenues indépendamment à la conclusion que le captage du CO_2 de sources ponctuelles importantes, essentiellement des installations alimentées aux combustibles fossiles, et sa séquestration ou stockage subséquent est une option qui est susceptible de jouer un rôle déterminant dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre au Canada.

Une *Stratégie nationale de mise en œuvre sur le changement climatique* a été élaborée sous l'égide du Comité national de coordination des questions atmosphériques. Cette stratégie préconise une évaluation plus approfondie du potentiel de l'option de captage et de stockage en matière de réduction des émissions de CO_2. Le premier plan d'activités national précise davantage l'application de cette recommandation en proposant des mesures concrètes de captage et de stockage. Parmi les initiatives proposées par le secteur privé figure le projet de captage des émissions de CO_2 produites par les centrales au charbon. Ce projet est également l'élément central du plan décennal de R-D-D d'un milliard de dollars proposé par la toute nouvelle Canadian Clean Power Coalition, alliance de sociétés produisant de l'électricité dans des installations alimentées au charbon et de producteurs de charbon de l'Ouest canadien.

[1] La contribution des gaz à effet de serre au réchauffement climatique varie d'un gaz à l'autre. Afin de faciliter les comparaisons, toutes les émissions sont converties en émissions d'équivalent-CO_2.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Le Canada n'est pas le seul pays à reconnaître le potentiel de cette option. Les activités entreprises dans d'autres pays sont passées en revue plus loin dans le présent rapport. Toutefois, dans plusieurs facettes du développement de cette option, le Canada joue déjà un rôle directeur, notamment en assumant la présidence du Comité exécutif du Programme de recherche et de développement sur les gaz à effet de serre de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Divers projets canadiens de prestige, financés par les gouvernements fédéral ou provinciaux, l'industrie, le secteur universitaire et divers partenaires étrangers, sont présentés brièvement plus loin dans le rapport.

Déjà, des scientifiques et des gestionnaires de l'industrie, des gouvernements et du secteur universitaire canadiens ont constitué un réseau en vue de promouvoir et d'organiser le développement et le déploiement de techniques acceptables aux plans économique et environnemental pour le captage et l'utilisation à grande échelle du CO_2 et son stockage dans des réservoirs géologiques. Ce comité national spécial de coordination du captage et du stockage du CO_2 a tenu deux ateliers importants en 1999, à Calgary et à Regina. Ces ateliers ont débouché sur l'élaboration d'un plan directeur préliminaire qui :

- répertorie les technologies candidates pour le captage, le transport, l'exploitation et le stockage géologique du CO_2 et décrit les améliorations dont elles doivent faire l'objet;
- évalue les obstacles et les problèmes susceptibles d'entraver le déploiement à plus grande échelle de ces méthodes au Canada;
- passe en revue les travaux qui restent à réaliser pour éliminer les éléments qui font obstacle au déploiement des technologies.

Le gouvernement fédéral, par l'entremise du Programme de recherche et de développement énergétiques de Ressources naturelles Canada et en partenariat avec d'autres intervenants, finance un programme national de recherche et de développement sur le captage et le stockage du CO_2. L'appui du gouvernement fédéral au programme s'établit à 1,018 million de dollars en 2000-2001, tandis que celui de l'industrie s'élève à 4,5 millions. Les montants affectés par les gouvernements fédéral et provinciaux et l'industrie à la réalisation de projets connexes sont présentés plus loin dans le rapport. Toutefois, les investissements collectifs dans le domaine de la S et T au Canada sont insuffisants si l'on considère l'ampleur de l'occasion et du rôle que la S et T doit jouer dans la poursuite des objectifs.

Il est maintenant urgent de raffiner le plan élaboré par le Comité national spécial de coordination du captage et du stockage du CO_2 et de prendre les mesures qui s'imposent pour en assurer l'application. Il faut également s'employer à évaluer les occasions et les répercussions du financement de projets à grande échelle axés sur la modernisation des installations existantes et sur la démonstration et le déploiement des technologies candidates, et proposer des solutions aux obstacles économiques et technologiques au déploiement de ces technologies.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

En quoi consistent le captage et le stockage du CO_2?

Le captage et le stockage du CO_2 nécessitent d'abord la séparation du dioxyde de carbone a) des gaz de combustion des centrales ou des installations de chauffage alimentées aux combustibles; b) des effluents de procédés industriels comme les procédés pétrochimiques (purification de l'éthane et production d'éthylène) et la fabrication du ciment; c) de la production d'hydrogène par le reformage à la vapeur du gaz naturel (décarbonisation du méthane). La séparation du dioxyde de carbone de ces sources ponctuelles peut être réalisée par absorption en présence de solvants aminés (méthode la plus fréquemment utilisée), par adsorption sur charbon activé ou d'autres matériaux, par passage du flux gazeux à travers des membranes spéciales ou par séparation à basse température. Toutefois, ces procédés sont coûteux, et de nombreux problèmes techniques demeurent à résoudre.

Comme c'est le cas pour la séparation à partir des gaz de combustion après combustion des combustibles fossiles dans des chaudières électrogènes, il est également possible d'éliminer le CO_2 avant l'émission, par exemple en utilisant une installation de gazéification intégrée du charbon à cycle combiné, ou de le concentrer en le recyclant tout en brûlant le combustible en présence d'oxygène. Cette dernière technique, connue sous le nom de combustion O_2/CO_2, est l'objet de travaux de développement menés par un consortium international dirigé par le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET, à Ressources naturelles Canada.

Le captage et le stockage du CO_2 exigent ensuite le transport du CO_2 séparé jusqu'au site d'exploitation ou de stockage. Des pipelines permettant d'acheminer le gaz vers les champs de pétrole en vue d'accroître les taux de récupération de pétrole, souvent à partir de réservoirs naturels de CO_2, sont déjà en exploitation aux États-Unis. À cet égard, il convient de souligner l'entrée en service toute récente d'un pipeline de 325 kilomètres qui permet d'acheminer 5 000 tonnes de CO_2 par jour en provenance d'une installation de gazéification du charbon, au Dakota du Nord, vers le projet de récupération améliorée de pétrole au moyen de CO_2 de PanCanadian, à Weyburn (Saskatchewan).

Enfin, le captage et le stockage du CO_2 exigent la séquestration dans des réservoirs géologiques ou dans les océans du CO_2 transporté. Le Canada participe aux activités d'un consortium international qui étudie les incidences environnementales de l'injection de CO_2 liquide dans l'océan, au large des îles Hawaii. Toutefois, en considération du grand intérêt que présente le stockage du CO_2 dans des réservoirs géologiques au Canada, par exemple dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, seule cette dernière option sera considérée dans le présent rapport.

Trois grands types de formation géologique pourraient être utilisés pour le stockage du CO_2 :

- gisements de gaz ou de pétrole épuisés ou exploités mais non rentables;
- formations houillères profondes et non exploitables;
- aquifères salés profonds.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

À l'échelle mondiale, environ 70 champs de pétrole, dont celui de Weyburn (Saskatchewan), ont recours à l'injection de CO_2 pour accroître la récupération du pétrole. La pureté du CO_2 injecté peut influer sur les coûts de captage. Il est possible de réduire ces coûts en injectant le CO_2 avec d'autres gaz, par exemple des gaz de combustion contenant des oxydes de soufre et d'azote. Dans ce cas, il est important d'étudier les réactions des gisements aux mélanges utilisés.

Le Canada a dirigé un projet international visant à évaluer le potentiel d'une option préconisant l'utilisation du CO_2 pour déplacer le méthane des filons houillers. Le méthane ainsi récupéré peut servir de combustible pour le chauffage ou la production d'électricité. Comme deux volumes de CO_2 sont séquestrés pour chaque volume de méthane produit et que le phénomène d'adsorption est en grande partie irréversible, cette option de stockage présente un potentiel économique fort intéressant pour ce qui est de la production d'électricité.

La séquestration du CO_2 dans un aquifère salé sous le fond marin se pratique déjà en mer du Nord, au large de la Norvège (projet Sleipner). Les résultats d'une étude triennale canadienne sur le stockage du CO_2 en aquifère ont déjà été publiés en 1996. La réalisation de cette étude par l'Alberta Research Council a été rendue possible grâce à l'appui financier d'un groupe de partenaires composé du ministère de l'Énergie de l'Alberta, Environnement Canada, Ressources naturelles Canada, TransAlta Utility Corporation et Edmonton Power. L'étude a démontré que le captage hydrodynamique (absence de réactions entre le CO_2 et l'eau de la formation et les minéraux de l'aquifère) et le captage des minéraux (présence de réactions et précipitation ou dissolution des minéraux) peuvent être des options viables pour le stockage souterrain du CO_2, selon les caractéristiques des formations géologiques considérées.

En quoi l'option de captage et de stockage du CO_2 peut-elle aider le Canada à atteindre ses objectifs de Kyoto?

L'option de captage et de stockage du CO_2 trouve des applications pratiques particulières en Alberta et en Saskatchewan, où la production d'électricité dans des installations alimentées au charbon contribue de façon importante aux émissions de gaz à effet de serre et où l'on retrouve à proximité des sources ponctuelles des formations géologiques propices au stockage du CO_2. La production, le raffinage et le transport du pétrole et du gaz sont également une source d'émissions importante dans ces provinces. La production d'électricité est aussi la principale source ponctuelle d'émissions au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. On y trouve également des formations géologiques appropriées pour le stockage du CO_2, notamment des aquifères et des filons houillers profonds. Bien que l'Ontario dispose également d'aquifères convenant au stockage du CO_2 provenant de centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles, les intérêts dans la province semblent plutôt orientés vers le développement technologique et la création au Canada et à l'étranger de nouveaux marchés pour ces technologies. D'autres provinces, en particulier la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec, ont une production hydroélectrique importante et, de ce fait, produisent peu d'émissions de CO_2.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Les principales options permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre préconisent une réduction de la consommation d'énergie, une augmentation de l'efficacité énergétique, l'adoption de combustibles à faible teneur en carbone ou sans carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre produites par les sources non énergétiques. Le captage et le stockage sont une autre option intéressante qui permet de réduire les émissions de CO_2 des installations de production d'énergie. Cette option n'entrave pas la production de CO_2, mais elle en empêche le rejet. Elle permet au Canada de continuer d'exploiter ses immenses réserves de combustibles fossiles bon marché sans pour autant contribuer aux changements climatiques. Cette option devrait demeurer viable dans l'Ouest canadien tant que le prix du charbon utilisé pour la production d'électricité demeurera à près de 2,00 dollars le baril d'équivalent pétrole. En outre, l'extension de la durée de vie des centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles pourrait bien être la meilleure façon, dans une perspective coût-efficacité, de maintenir les approvisionnements énergétiques à l'heure actuelle.

Un certain nombre de sources ponctuelles importantes d'émissions de CO_2 ont été répertoriées, en particulier dans l'Ouest canadien. Les trois quarts de ces sources sont associées à la production d'électricité. Dans la seule province de l'Alberta, leur contribution totale pourrait atteindre 62 mégatonnes par année en 2007. On a estimé à plus de 60 000 mégatonnes le volume de CO_2 qui pourrait être stocké à long terme dans les formations géologiques de l'Alberta. En d'autres mots, en théorie du moins, ces formations pourraient recevoir toutes les émissions de l'Alberta dans un avenir rapproché. Les capacités de stockage disponibles dans les autres provinces sont moins bien connues, mais la Commission géologique du Canada a entrepris un programme de portée modeste en vue d'évaluer à l'échelle du pays le potentiel de stockage des réservoirs géologiques, en particulier de sites précis se trouvant à proximité de sources importantes de CO_2 dans des bassins sédimentaires.

L'adoption de la technologie de captage et de stockage du CO_2 pourrait avoir des retombées économiques considérables. Le CO_2 transporté vers un champ pétrolifère en vue d'accroître la récupération du pétrole est un produit qui commande un prix supérieur aux coûts de captage et de transport. Tant que le prix de livraison du CO_2 demeurera suffisamment attrayant, il en ira de même pour le CO_2 destiné aux projets de récupération du méthane des gisements houillers, de récupération améliorée du gaz, de récupération *in situ* améliorée du bitume et de valorisation *in situ* du bitume et du pétrole lourd.

L'adoption de cette technologie pourrait également contribuer à limiter le coût total de la stratégie canadienne de réduction des gaz à effet de serre. Selon des études de modélisation récentes, plus de 1,5 mégatonne de CO_2 pourrait être stockée annuellement au coût net de 13,00 dollars la tonne dans des gisements de pétrole compris dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Un volume additionnel de 40 mégatonnes par année pourrait être stocké dans des filons houillers ou aquifères profonds à raison de 38,00 dollars la tonne. Ces estimations confirment également l'importante conclusion selon laquelle les réductions des émissions de gaz à effet de serre enregistrées par suite du déploiement des méthodes de captage et de stockage du CO_2 pourraient représenter une part importante des engagements consentis par le Canada à Kyoto d'ici 2010.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Il convient de noter que la capacité de stockage des filons houillers et aquifères profonds est largement supérieure aux estimations ci-dessus. Toutefois, ces estimations étaient limitées par les volumes de CO_2 disponibles, les options concurrentielles de réduction des émissions et d'autres contraintes. Seules les émissions produites par le secteur de l'électricité ont été considérées lors de l'élaboration du modèle. Les estimations réalisées par la Direction des ressources énergétiques de Ressources naturelles Canada indiquent qu'un volume additionnel de 8 mégatonnes de CO_2 provenant d'installations de traitement du gaz naturel et de diverses installations industrielles pourrait être stocké à un coût net inférieur à 17,00 dollars la tonne. Une réduction de 10,00 dollars la tonne des coûts de captage se traduirait par une réduction équivalente des coûts présentés plus haut.

Déploiement des technologies de captage et de stockage du CO_2 – considérations stratégiques

Bien que les réservoirs géologiques de l'Ouest canadien aient la capacité voulue pour recevoir toutes les émissions de CO_2 qui seront produites dans un avenir prévisible, divers aspects de la technologie doivent être perfectionnés et évalués à l'échelle industrielle avant que l'application de cette technologie puisse être étendue à plusieurs usines. Les facteurs stratégiques suivants peuvent influer sur le déploiement des technologies et doivent être pris en compte :

- La technologie du captage est disponible, mais elle est coûteuse et inefficace. La séparation et le traitement du CO_2 des gaz de combustion accaparent probablement au moins les deux tiers du coût global du captage et du stockage. En outre, le captage du CO_2 comporte un coût énergétique qui réduit d'autant la capacité globale de production d'énergie. Ces coûts constituent le principal obstacle à la commercialisation des méthodes de captage et de stockage du CO_2 au Canada.

- Les gaz de combustion représentent environ 80 % du CO_2 disponible dans l'Ouest canadien. L'expérience de la séparation à grande échelle du CO_2 fait toutefois défaut. Parmi les installations alimentées aux combustibles fossiles, ce sont les centrales au charbon qui produisent les plus forts volumes d'émissions de CO_2, mais, bien souvent, ce sont elles qui présentent les coûts de production d'électricité les plus bas. Pour être en mesure de faire face aux exigences d'un marché concurrentiel, les exploitants de ces centrales doivent disposer d'options de modernisation satisfaisant à des normes environnementales plus sévères à un coût acceptable. Les essais des technologies candidates n'ont pas encore franchi l'échelle pré-industrielle, et de nombreux problèmes demeurent à résoudre.

- Il est important de savoir si le stockage dans des formations géologiques des émissions de CO_2 produites par les grandes centrales au charbon est envisageable à l'échelle commerciale et, dans l'affirmative, de connaître le coût de cette option. Cette information est également importante pour les décisions intéressant les nouvelles centrales en cas de rotation des stocks et des capitaux.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

- L'acceptabilité au plan environnemental de l'option de stockage à grande échelle dans des formations géologiques demeure à confirmer, notamment en ce qui a trait à la perception et au degré d'acceptation du grand public. Par exemple, y a-t-il un risque que le CO_2 stocké s'échappe lentement de certains réservoirs? Des recherches plus poussées s'imposent pour évaluer les effets chimiques et physiques à long terme du CO_2 sur le roc et les liquides des réservoirs.

- Pour assurer le déploiement à grande échelle des technologies de captage et de stockage en vue de réduire substantiellement les émissions de CO_2 au Canada, la mise en place d'un plan directeur orientant l'élaboration d'un programme de développement réaliste et l'établissement d'un échéancier pour le développement et la démonstration de nouvelles technologies efficaces par rapport au coût s'impose comme une nécessité.

- Comme certaines étapes des technologies de captage et de stockage du CO_2 demeurent à perfectionner, l'adoption d'approches multiples est souhaitable, et des percées spectaculaires sont à prévoir. En pareilles circonstances, le gouvernement fédéral apparaît comme un partenaire approprié jusqu'à la création de la première installation commerciale, mais en partenariat avec les gouvernements provinciaux et l'industrie.

- Les coûts globaux d'un tel soutien seront élevés. Par exemple, la mise à niveau des installations de captage du CO_2 pour une source ponctuelle existante pourrait coûter jusqu'à 300 millions de dollars, et la démonstration d'une nouvelle technologie, jusqu'à 700 millions de dollars. En Alberta, un groupe de partenaires non gouvernementaux a soumis un rapport recommandant à Climate Change Central de prioriser le financement de projets en S et T, et en particulier de projets de recherche fondamentale et appliquée et de projets de démonstration intéressant les technologies de captage et de stockage du CO_2. Le niveau de financement recommandé s'élevait à environ 2,5 milliards de dollars sur une période de 10 ans.

- D'autres pays manifestent un très grand intérêt pour les technologies de captage et de stockage du CO_2. Le Japon, les Pays-Bas, la Norvège et les États-Unis ont déjà mis en place des programmes de recherche nationaux. Le Canada doit faire fond sur la réputation internationale de chef de file qu'il s'est bâtie au fil des ans dans plusieurs domaines technologiques pour participer à titre de partenaire à divers projets internationaux répondant aux besoins des Canadiens.

- Les entraves commerciales et réglementaires doivent également être prises en compte. Un des principaux obstacles commerciaux est probablement l'optimisation de la production de pétrole avec le stockage du CO_2. Le cadre réglementaire devra être modifié afin de permettre le déroulement et la surveillance de cette activité sur une base régulière.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Les facteurs cruciaux qui détermineront si l'industrie adopte ou non les technologies de captage et de stockage du CO_2 et qui influeront sur leur déploiement à l'échelle commerciale sont les risques et les coûts, en particulier le coût du captage et de la compression avant le transport en pipeline. Pour la séquestration dans un réservoir, par exemple dans un champ de pétrole, où le propriétaire doit payer pour obtenir le CO_2 qui lui permettra d'accroître l'efficacité d'un procédé, les coûts de livraison doivent être intéressants sur le plan monétaire. C'est cette voie vers le stockage où le CO_2 présente une valeur commerciale qui offre le meilleur potentiel d'application immédiate. Si l'absence de marché pour le CO_2 impose son stockage, on pourra privilégier la substitution du gaz naturel au charbon aux fins de la production d'énergie, du moins jusqu'à ce que le prix du gaz naturel s'élève suffisamment ou jusqu'à ce que le coût du captage s'abaisse suffisamment. Le captage et le stockage du CO_2 pour les centrales alimentées aux gaz naturel pourraient être introduits avant le charbon mais, à l'échelle mondiale, cette technologie est appelée à jouer un rôle déterminant au cours des 30 ou 40 prochaines années dans les installations alimentées aux combustibles fossiles.

On estime qu'avec les procédés actuels de captage, les coûts de production du CO_2 à la sortie de l'usine pourraient être abaissés à environ 35 dollars la tonne, voire à 25 à 27 dollars la tonne. L'objectif d'un programme national serait de raffiner les technologies actuelles en réduisant les besoins en capital et en favorisant une meilleure intégration du procédé de captage de manière à abaisser les coûts à environ 20 dollars la tonne de CO2 en respectant l'échéancier convenu à Kyoto ou le dépassant à peine. Les coûts de transport s'établissent à environ 1,00 dollar la tonne par 100 km, et les coûts du stockage, à environ 2,00 dollars la tonne. Toute réduction additionnelle des coûts de captage et de livraison se traduirait par une augmentation équivalente du volume de CO_2 séquestré.

Projets de captage et de stockage du CO_2 en cours au Canada

Plusieurs projets en cours au Canada contribuent à l'enrichissement de nos connaissances sur les procédés de captage et de stockage du CO_2 et sur leur application pratique. Ces projets sont :

- la réduction des coûts du captage du CO_2;
- la surveillance du comportement du CO_2 injecté dans un champ de pétrole;
- l'augmentation des taux de récupération par injection de CO_2 dans les champs de pétrole abandonnés;
- l'augmentation par combustion O_2/CO_2 des concentrations de CO_2 dans les gaz de combustion;
- l'augmentation des taux de récupération du méthane de gisements houillers profonds par injection de CO_2; et
- l'évaluation de la capacité de stockage du CO_2 dans les bassins sédimentaires et gisements houillers canadiens.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Centre international d'essai pour le captage du CO_2

La création du Centre international d'essai en Saskatchewan a été annoncée le 17 décembre 1999. Le Centre comporte deux composantes principales, à savoir une installation pilote de démonstration à l'échelle pré-commerciale de la technologie d'absorption chimique, située à la centrale électrique Boundary Dam, près d'Estevan, et une usine pilote de développement technologique, au Petroleum Technology Research Centre (PTRC) de l'University of Regina. Le personnel du Centre s'emploiera à examiner les améliorations qui peuvent être apportées à la technologie et à trouver des façons de réduire les coûts du captage du CO_2 des gaz de combustion émis par les centrales alimentées aux combustibles fossiles.

La première usine pilote de Boundary Dam a été construite en 1987 au coût de 2,5 millions de dollars, grâce à l'appui financier de SaskOil, d'Amoco Canada, de Shell Canada et des gouvernements du Canada et de la Saskatchewan. Un peu plus tôt, au début des années 1980, une usine de séparation par absorption avait été exploitée pendant environ 18 mois à la centrale Sundance. Toutefois, les coûts de la séparation du CO_2 en vue de son utilisation dans le cadre de projets de récupération améliorée du pétrole se sont révélés prohibitifs, et la dégradation des solvants a soulevé de graves difficultés opérationnelles.

L'usine pilote de démonstration située à la centrale électrique Boundary Dam sera une version remise à neuf et réaménagée de l'usine de 1987. Elle servira à l'amélioration du procédé d'absorption chimique en présence de divers solvants qui est déjà disponible sur le marché. L'usine pilote au PTRC, de taille plus modeste, sera affectée au développement et à l'examen des nouvelles technologies.

Les fonds proviendront des organismes suivants : Ressources naturelles Canada, le gouvernement de l'Alberta, Entente d'association Canada-Saskatchewan pour le développement économique de l'Ouest, SaskPower, Fluor Daniel, Luscar, BP Amoco, EPCOR, TransAlta Utility Corporation, Canadian Occidental et PanCanadian Petroleum. D'autres gouvernements et entreprises ont déjà manifesté leur intention de se joindre au projet.

Projet de surveillance du CO_2 de l'AIE à Weyburn (Saskatchewan)

Ce projet prend appui sur le projet Weyburn de récupération améliorée de pétrole au moyen de CO_2 de PanCanadian, d'une valeur de 1,1 milliard de dollars, qui prévoit le transport par pipeline du dioxyde de carbone à partir de la Dakota Gasification Company (gazéification du charbon) le CO2 située à Beulah (Dakota du Nord) vers le champ de Weyburn. Le CO_2 servira à réduire la viscosité du pétrole et, de ce fait, à en accroître la récupération. Cette technologie permettra d'augmenter de quelque 120 millions le nombre de barils de pétrole récupérés au cours des 15 à 20 prochaines années et, simultanément, de stocker environ 14 millions de tonnes de CO_2 sous terre.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Le projet de surveillance du CO_2 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) vise principalement à évaluer l'intégrité à long terme du CO_2 stocké à Weyburn. Au début, ce programme de recherche d'une durée de quatre ans prendra la forme d'une étude préliminaire de pré-injection. Il permettra de mieux comprendre l'intégrité de l'entreposage, la migration et le devenir du CO_2 injecté dans une structure géologique pétrolifère.

Le coût total du projet est estimé à 35 millions de dollars. À ce jour, les partenaires au projet incluent la PanCanadian Resources Ltd., le ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan, le Petroleum Technology Research Centre et le gouvernement du Canada, par l'entremise du Fonds d'action pour le changement climatique. SaskPower, BP Amoco, Dakota Gasification Company et TransAlta Utility Corporation ont indiqué leur intention de participer au projet. L'Union européenne s'est engagée à injecter des fonds dans le projet, et l'on s'attend à ce que d'autres sources européennes investissent des sommes encore plus importantes.

Des chercheurs du Canada, des États-Unis et de l'Europe participeront au projet sous les auspices du *Programme de recherche et de développement sur les gaz à effet de serre de l'AIE*. Cette initiative de l'AIE, dirigée par le Canada et comptant des bureaux au Royaume-Uni, représente les intérêts de 16 pays et de la Commission des Communautés européennes. La liste des commanditaires inclut également BP Amoco, DMT-FP, EPRI (Electric Power Research Institute, Californie), Mobil Oil, RWE AG et Shell International.

Les participants au projet ont également accès aux résultats d'autres projets internationaux comme le projet Sleipner de captage et de stockage du CO_2 de la Statoil, la pétrolière nationale de la Norvège. Ce projet est centré sur la séparation par absorption en présence de solvants aminés du CO_2 du gaz naturel de la mer du Nord. Le CO_2 est ensuite comprimé puis injecté dans un aquifère à 1 000 m sous le plancher océanique. Avec environ 1 million de tonnes de CO_2 séquestrées annuellement, le projet Sleipner est le plus important projet de captage et de stockage du CO_2 du monde.

Combustion O_2/CO_2

Ce projet est mené aux installations pilotes du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC), à Ottawa. Le consortium CANMET inclut cinq sociétés de service public canadiennes (TransAlta Utility Corporation, EPCOR, SaskPower, Ontario Power Generation et Nova Scotia Power), deux sociétés industrielles (Air Liquide Canada et McDermott Corporation), le gouvernement de l'Alberta (par le truchement du BRTSBA) et le département de l'Énergie des États-Unis.

L'intérêt du procédé de combustion O_2/CO_2 des combustibles fossiles réside dans le fait qu'il permet d'élever à plus de 95 % la concentration de CO_2 dans les gaz de combustion en remplaçant l'air par de l'oxygène et, par conséquent, facilite le captage du CO_2 à partir de ces gaz. L'azote est séparé de l'air de combustion, et le produit de la combustion du CO_2 est remis en circulation avec l'oxygène à travers la chambre de combustion. Le recyclage du CO_2 permet de mieux contrôler le rendement des chaudières dans les installations mises à niveau. Cette technique est également prometteuse pour l'élimination d'autres émissions, notamment les émissions d'oxydes d'azote, de dioxyde de soufre et de particules.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Le projet est maintenant parvenu à sa cinquième étape. Les essais pilotes de combustion O_2/CO_2 se poursuivent et les techniques mises au point seront appliquées à un brûleur commercial. En plus d'adapter cette technologie aux centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles, on envisage d'entreprendre un projet de démonstration sur le terrain conjointement au projet de récupération améliorée du méthane des gisements houillers (voir la description ci-dessous). Dans cette application, on pourrait séquestrer le flux de gaz de combustion riche en CO_2 produit par la combustion O_2/CO_2 dans des gisement houillers profonds inexploitables tout en favorisant la récupération du méthane séquestré dans le charbon. La valeur du méthane ainsi récupéré compenserait les coûts de séquestration du CO_2.

Dans le cadre de ce projet, on a mis au point des modèles d'« usines virtuelles » afin de simuler l'effet des diverses technologies de captage du CO_2 sur le rendement global des installations et optimiser l'intégration des systèmes en vue de réduire les pertes d'énergie.

Récupération améliorée du méthane des gisements houillers à l'aide de CO_2

Ce projet vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre par injection du CO_2 dans les gisements houillers profonds et, ainsi, à accroître les taux de récupération et de production de méthane de ces gisements. Ce projet est dirigé par Environnement Canada et tire profit de l'expertise de l'Alberta Research Council. Il est parrainé par les gouvernements de l'Alberta, du Canada, des États-Unis, du Royaume-Uni, de l'Australie et des Pays-Bas, ainsi que par un groupes de plus de 15 sociétés pétrolières, sociétés de service public et autres intervenants.

Un puits pilote a été mis à l'essai avec succès dans la formation géologique Fenn-Big Valley (Alberta) en 1999-2000, et l'on s'emploie actuellement à élaborer un autre essai d'injection touchant cette fois deux puits pilotes pour 2001.

Évaluation de la capacité de stockage du CO_2 des filons houillers canadiens

Ce projet au budget modeste ($38 000 en 2000-2001) est réalisé à partir du bureau de Calgary de la Commission géologique du Canada. Il vise à évaluer dans le cadre d'expériences isothermes en laboratoire la capacité d'adsorption du CO_2 de divers échantillons représentatifs de charbon provenant de filons houillers canadiens. Des études permettant de déterminer les régions qui présentent le plus fort potentiel de stockage au Canada s'imposent, mais le niveau de financement actuel n'en permet pas la réalisation.

Canadian Clean Power Coalition

Cette activité n'a pas encore franchi l'étape de la proposition. Une association regroupant les principaux producteurs de charbon et producteurs d'électricité s'alimentant au charbon du Canada, connue sous le nom de Canadian Clean Coal Power Coalition, a proposé un programme destiné à assurer l'avenir des centrales au charbon, dans le contexte d'une industrie canadienne d'électricité utilisant divers combustibles, en favorisant l'examen proactif des divers problèmes environnementaux en collaboration avec le gouvernement et ses partenaires. Les membres de la Coalition incluent actuellement EPCOR, Luscar Ltd., SaskPower, l'Alberta Research Council et TransAlta Utility Corporation. La proposition comporte les éléments suivants :

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

- construction et exécution d'un projet de démonstration en vraie grandeur pour l'élimination d'ici 2007 des émissions de gaz à effet de serre et de toutes les autres émissions nocives produites par une centrale au charbon existante;

- mise au point d'une technologie produisant moins d'émissions pour les nouvelles centrales; et

- engagement intégré relatif à la qualité de l'air prenant en compte tout le dossier des problèmes de qualité de l'air associés à la production d'énergie à l'aide de charbon.

Les coûts pour les prochaines dix années du projet de démonstration en vraie grandeur et de la démonstration d'une technologie à faibles émissions applicable aux nouvelles centrales sont estimés à près de 1 milliard de dollars.

Initiatives internationales de captage et de stockage du CO_2 présentant un intérêt pour le Canada

En plus des projets en cours de réalisation au Canada, certains autres projets étrangers présentent un intérêt particulier pour le Canada. Ils ont fait l'objet de présentations lors de la Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, qui s'est tenue à Cairns, en Australie, du 13 au 16 août 2000. Au total, 380 personnes provenant de 37 pays ont participé à cette conférence. Sept exposés préparés par des Canadiens ont été présentés au cours des séances sur le captage et le stockage dans des réservoirs géologiques.

<u>Production anaérobie d'hydrogène ou d'électricité à partir du charbon ne générant aucune émission</u>

Ce concept prévoit la production d'hydrogène et de CO_2 par transformation du charbon au moyen d'une réaction chimique à haute température avec la vapeur. Il n'y a pas de combustion. L'hydrogène ainsi obtenu pourrait être utilisé comme combustible dans une pile thermique à combustible à oxyde solide pour produire de l'électricité. En faisant réagir le CO_2 avec de la chaux, CaO, on élimine le CO_2 et l'on produit un minéral, le carbonate de calcium ($CaCO_3$). La calcination du $CaCO_3$ à haute température libère un flux concentré de CO_2, et le CaO est recyclé.

En faisant réagir le CO_2 libéré avec de la serpentine naturelle, un silicate de magnésium, on pourrait obtenir du carbonate de magnésium, produit sans danger qui pourrait être entreposé dans la mine de serpentine.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Ce concept a été proposé initialement par le Los Alamos National Laboratory, au Nouveau-Mexique. Depuis, un consortium appelé ZECA (Zero Emission Coal Alliance) explore plus à fond le concept. Ce consortium a entrepris au coût de 550 000 dollars (US) une étude de faisabilité techno-économique de la proposition. Cette étude s'achèvera au début de 2001. Le ZECA est composé de huit producteurs de charbon, sociétés de service public et fabricants des États-Unis, avec le Los Alamos National Laboratory. Il compte également quelques participants canadiens : EPCOR, SaskPower, Ontario Power Generation, TransAlta Utility Corporation, AFL Venture (ATCO, Fording Coal and Luscar Ltd.), l'Association charbonnière canadienne, AOSTRA et Ressources naturelles Canada.

Projet industriel conjoint BP Amoco

Six producteurs d'énergie d'envergure mondiale, à savoir Chevron, Norsk Hydro, Statoil, Shell, Suncor Energy et Texaco, collaborent avec BP Amoco en vue de mettre au point un procédé amélioré de séparation et de stockage géologique du CO_2. En plus de s'employer activement à gérer individuellement leurs propres émissions de gaz à effet de serre, ces sociétés ont décidé d'unir leurs efforts en vue de réduire les problèmes associés au changement climatique en mettant au point un procédé amélioré de séparation et de stockage du CO_2.

La technologie canadienne de combustion O_2/CO_2 pourrait jouer un rôle dans ce projet. BP Amoco envisage d'entreprendre sur le versant nord de l'Alaska un important projet de décarbonisation du gaz naturel dans le cadre duquel le CO_2 serait séparé des effluents gazeux des turbines à gaz et utilisé pour accroître le taux de récupération du pétrole.

Programme de recherche et de développement sur la séquestration des gaz à effet de serre du département de l'Énergie des États-Unis

L'importance de la recherche sur le captage et le stockage du CO_2 comme option potentiellement bon marché est maintenant reconnue aux États-Unis, où environ 85 % de la production énergétique dépend des combustibles fossiles. Dans un rapport intitulé *Federal Energy Research and Development for the Challenges of the Twenty-First Century*, le President's Committee of Advisors on Science and Technology a souligné l'importance de la recherche dans ce domaine et recommandé la mise en œuvre d'un programme de recherche scientifique de plus grande envergure sur le captage et le stockage du CO_2. Ce faisant, le comité reconnaissait que l'industrie ne pouvait poursuivre seule les travaux de recherche et de développement à long terme dans un domaine à risque élevé. Les principaux secteurs de recherche-développement susceptibles d'accroître notre compréhension du potentiel de la séquestration du CO_2 comme option de réduction des émissions de CO_2 ont été identifiés dans un rapport publié en 1999 par le département de l'Énergie des États-Unis sous le titre *Carbon Sequestration Research and Development.*

L'objectif du programme américain est de ramener d'ici 2015 les coûts de séquestration du carbone à au plus 10 dollars la tonne nette d'émissions de carbone. Des coûts de cet ordre ajouteraient moins d'un cent par kWh à la facture d'électricité moyenne aux États-Unis et feraient du captage et stockage du CO_2 l'une des options de réduction des problèmes posés par le changement climatique les plus économiques.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

C'est dans cette perspective que le département de l'Énergie des États-Unis a décidé d'arrêter d'appuyer uniquement les projets préliminaires de nature exploratoire pour financer la réalisation de nouveaux projets à raison de 13,7 millions de dollars pour les trois prochaines années. En attendant que se précise davantage l'orientation du programme, ce niveau de financement est considéré comme provisoire. Un montant additionnel de dix millions de dollars sera investi par divers partenaires issus d'établissements privés de recherche et des secteurs industriel et universitaire. La première étape du programme englobant 13 projets a été annoncée en juillet 2000. La date limite pour la deuxième ronde de propositions est déjà passée.

Parmi les 13 projets retenus au terme de la première ronde, deux portent sur le captage du CO_2 (mise au point d'une membrane haute température pour le captage du CO_2 dans les gazéifieurs de charbon et d'un agent absorbant réutilisable à base de sodium) et quatre, sur le stockage du CO_2 dans des formations géologiques (stockage dans des gisements houillers (1) ou dans des réservoirs salés profonds (1) et caractérisation des réservoirs (2)). Les autres projets sont consacrés à la séquestration océanique et terrestre, à l'exploration de concepts futurs et à la modélisation.

Certains procédés canadiens, comme la combustion O_2/CO_2, pourraient être intégrés par l'entremise d'un partenaire américain dans une éventuelle proposition formulée dans le cadre du programme.

Perspectives d'avenir pour le Canada

Les projets canadiens en cours de réalisation englobent des initiatives relativement modestes de développement technologique en installations pilotes, et de caractérisation et de surveillance des réservoirs. Ils sont importants, car ils permettront d'acquérir les connaissances nécessaires à la poursuite des travaux de développement, et leur grande valeur est également reconnue à l'échelle internationale. Toutefois, pour que la contribution des technologies de captage et de stockage du CO_2 à la réduction des émissions canadiennes de gaz à effet de serre soit à la mesure des attentes, il est essentiel d'adopter une approche beaucoup plus ambitieuse.

Comme il a déjà été mentionné, un comité national spécial de coordination du captage et du stockage des émissions de CO_2 a déjà entrepris d'établir les priorités d'un tel programme. Le Comité a considéré les technologies suivantes :

Captage :

- absorption chimique (solvants aminés), centrales au charbon et au gaz naturel
- décarbonisation du méthane (réaction avec la vapeur pour produire de l'hydrogène)
- décarbonisation des combustibles solides (gazéification du charbon)
- combustion O_2/CO_2
- captage sous forme d'hydrates de CO_2
- séparation à l'aide de membranes et séparation à basse température
- gazéification anaérobie du charbon (sans émissions)

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Stockage :

- récupération améliorée du pétrole
- récupération améliorée du méthane des gisements houillers
- stockage dans des aquifères salés profonds
- piégeage minéral
- caractérisation et inventaire des ressources

Le comité a cerné les priorités en matière de S et T et établi des échéanciers approximatifs jusqu'à l'aménagement de la première installation commerciale (voir le tableau 1). Des estimations approximatives des coûts de développement et, dans certains cas, des installations pilotes et des installations de démonstration sont incluses dans le tableau. Ces chiffres demeurent à préciser. Quoi qu'il en soit, même si seulement une partie de ces options devait éventuellement aller de l'avant, le coût du développement global des options technologiques retenues s'élèverait quand même à plusieurs centaines de millions de dollars. Comme il a été noté précédemment, celui des plus importantes installations de démonstration et unités commerciales serait considérablement plus élevé et pourrait même atteindre près d'un milliard de dollars.

Le comité national spécial de coordination a également dressé une liste des partenaires potentiels pour ces projets et des domaines d'expertise existants au Canada. Se fondant sur les données disponibles, il a également analysé l'état d'avancement de chaque projet et, dans chaque cas, répertorié les principaux problèmes et obstacles au déploiement des technologies de captage. Les principales conclusions de cet examen sont présentées brièvement ci-dessous.

Absorption chimique (amines), centrales au charbon et au gaz naturel :

- l'expérience à long terme fait défaut
- l'application de la technologie aux centrales existantes soulève des difficultés
- les fortes charges de solvants requises contribuent à faire augmenter les coûts de séparation

Décarbonisation du méthane (réaction avec la vapeur pour produire de l'hydrogène) :

- l'intégration de cette technologie à une nouvelle centrale pourrait se révéler plus coûteuse que l'ajout d'autres options de captage aux centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles.

Décarbonisation des combustibles solides (gazéification du charbon) :

- l'intégration du procédé de gazéification du charbon à une centrale électrique à cycle combiné est très coûteuse (près d'un milliard de dollars pour une centrale de 550 MW)
- l'intégration de la technologie aux centrales existantes est coûteuse et pourrait soulever des difficultés importantes
- le Canada ne dispose pas d'une solide expertise dans le développement de cette technologie

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Combustion O_2/CO_2 :

- il n'y a pas de fabricants de chaudières au Canada
- la technologie exige de grandes installations pour la séparation de l'oxygène
- cette technologie pourrait réduire la fiabilité des centrales électriques en aval

Captage sous forme d'hydrates de CO_2 :

- le développement de cette technologie est encore largement à faire
- les coûts de cette technologie sont actuellement supérieurs à ceux des options concurrentes
- le coût de compression des gaz de combustion est élevé

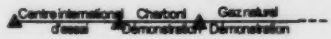
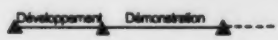
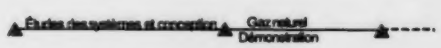
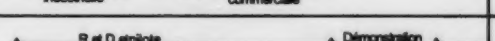
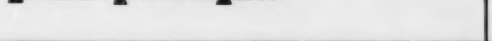
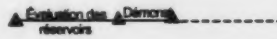
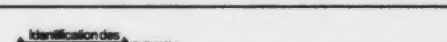
Séparation à l'aide de membranes et séparation à basse température :

- membranes : les coûts d'extraction ($/tonnes de CO_2) sont indéterminés; des améliorations doivent encore être apportées aux matériaux entrant dans la fabrication des membranes
- séparation à basse température : des études d'ingénierie s'imposent; la formation d'hydrates de CO_2 compromet l'efficacité de la technologie.

Gazéification anaérobie du charbon (sans émissions) :

- les exigences en matière d'investissement pour la R et D risquent d'être élevées
- le concept n'a pas encore franchi l'étape de la démonstration
- les contraintes thermodynamiques compliquent la mise au point d'un procédé pratique
- les volumes importants de déchets solides produits et de minéraux requis constituent un problème

Tableau 1. Exigences préliminaires en matière de S et T pour la poursuite des travaux de développement, de démonstration et de déploiement des technologies de piégeage et de stockage du CO_2 au Canada.

TECHNOLOGIE	DÉVELOPPEMENT - ÉCHÉANCIER 2000 2005 2010 2015 2020	COÛTS GLOBAUX ESTIMÉS (millions)
PIÉGEAGE		
Absorption (centrales au charbon et au gaz naturel)		40
Décarbonisation du méthane		38
Décarbonisation des combustibles solides		200
Combustion O_2 / CO_2		110
Hydrates de CO_2		63
Séparation à l'aide de membranes et séparation à basse température		10
Gazéification anaérobie (sans émissions) du charbon		100-500
STOCKAGE		
Récupération améliorée du pétrole		100
Récupération améliorée du méthane des gisements houillers		25
Aquifères salés profonds		0,25
Piégeage minéral		0,20
Caractérisation et inventaire des ressources		15,5

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Autres actions indispensables au déploiement des technologies

Le comité national spécial de coordination du captage et du stockage des émissions de CO_2 a également examiné un certain nombre d'autres mécanismes indispensables au déploiement des technologies, en particuliers les leviers politiques accessibles aux gouvernements et diverses actions susceptibles d'être prises par l'industrie. Le comité a convenu qu'à court terme et à défaut de mettre en place un mécanisme permettant d'attribuer un prix à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la plupart des options de captage et de stockage des émissions de CO_2 ne peuvent être viables. En conséquence, en l'absence d'actions gouvernementales explicites découlant d'un mandat d'intérêt public, le déploiement de ces technologies par l'industrie paraît peu probable. Pour aplanir les difficultés susceptibles d'entraver le déploiement à grande échelle des technologies de captage, d'exploitation et de stockage du CO_2, le comité a recommandé que les mesures suivantes soient prises :

- les règlements fédéraux et provinciaux existants (santé et sécurité, environnement, économique) susceptibles d'entraver le déploiement des technologies de captage et de stockage du CO_2 doivent être révisés;
- les cadres financiers fédéral et provinciaux existants (taxes et redevances) doivent être rajustés;
- les études des programmes fédéraux et provinciaux des régimes fiscaux et des programmes de redevances destinés à promouvoir la R-D-D et s'appliquant aux technologies de captage et de stockage du CO_2 doivent être inventoriées;
- un modèle financier générique aidant les décideurs à mieux apprécier les coûts nets du captage et de stockage du CO_2 pour les investisseurs doit être élaboré;
- un inventaire des ressources et des sites de stockage potentiels doit être planifié;
- le potentiel des technologies de captage et de stockage du CO_2 sur le marché de l'exportation doit être développé;
- un réseau d'information sur les technologies de captage et de stockage du CO_2 doit être mis sur pied en vue de favoriser la communication et le partage des informations accessibles au grand public; et
- un consortium doit être créé en vue de promouvoir une participation élargie de l'industrie à la recherche et au développement sur les technologies de captage et de stockage du CO_2.

Le Comité national spécial de coordination du captage et du stockage des émissions de CO_2 a estimé que l'application de ces recommandations représentait une dépense globale d'environ $400 000.

Le captage et le stockage des émissions de dioxyde de carbone

Prochaines étapes

L'importance et la contribution potentielle des technologies de captage et de stockage du CO_2 aux efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Canada sont reconnues.

Une communauté bien informée de scientifiques et d'ingénieurs de l'industrie, du secteur universitaire et du gouvernement s'est constituée. Plusieurs spécialistes étrangers participent aux projets entrepris au Canada.

Un comité national de coordination a élaboré un échéancier préliminaire pour les projets de démonstration et de déploiement des technologies candidates, et dressé un bilan des études qui doivent être menées pour concrétiser ces étapes.

Les participants doivent réaffirmer leur engagement et continuer d'appuyer le développement et la démonstration des technologies candidates. Le comité national de coordination doit être instruit de poursuivre ses consultations en vue de déterminer les priorités en matière de S et T et de parachever l'élaboration du plan de R-D-D. Le financement des projets en cours, dont l'envergure ne dépasse pas pour l'instant celle d'études préliminaires de surveillance et d'expériences en installations pilotes, doit être accru. Il convient également de hausser le niveau de financement afin d'accroître la capacité en S et T du Canada dans ce domaine et de promouvoir la réalisation de recherches fondamentales et appliquées et de projets de démonstration. Enfin, il importe également de déterminer quels projets internationaux le Canada doit appuyer et dans quels secteurs il doit assumer le rôle de chef de file.

Compte tenu des coûts liés à la complexité des travaux prévus dans le cadre des dernières étapes du développement des technologies, des projets de démonstration et de l'aménagement des premières installations commerciales, il importe de répertorier les sources de financement, par exemple, le Fond d'appui technologique au développement durable (FATDD).

La mise en œuvre du plan national serait grandement facilitée par l'établissement d'un partenariat avec les provinces et le secteur privé.

Bibliographie

Rapport sur les options. Table de concertation sur l'électricité, novembre 1999.

Report on the Second Meeting on the Management of Carbon Dioxide. The National Steering Committee on CO_2 Capture and Storage, Regina, Saskatchewan, 5 octobre 1999.

Canada's National Initiative on CO_2 Capture and Storage. J. Legg, M. McDonald and M. Wilson. Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australie, 13-16 août 2000.

Existing Coal Power Plant Retrofit CO_2 Control Options Analysis. D.R. Simbeck and M. McDonald, Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australie, 13-16 août 2000.

CO_2 Capture and Storage, Program at Objective Level, plan de PNO 5.2.3. Bureau de recherche et de développement énergétiques, Ressources naturelles Canada, 2000.

Carbon Dioxide Capture and Storage. G.R. Browning, Division du pétrole, Direction des ressources énergétiques, Secteur de l'énergie, Ressources naturelles Canada. Rapport interne, 2000.

The Rationale for, and the Possibilities of Zero Emission Anaerobic Hydrogen or Electricity Production from Coal. K. Lackner and H. Ziock, Los Alamos National Laboratory, 1999.

Barriers to Overcome in Implementation of CO_2 Capture and Storage; (1) Storage in Disused Oil and Gas Fields. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Rapport no. PH3/22, février 2000.

Aquifer Disposal of Carbon Dioxide. B. Hitchon (ed.), Alberta Research Council, 1996.

CO_2 Capture and Use for EOR in Western Canada; 1. General Overview. R.T. Bailey and M.M. McDonald, Energy Conversion and Management, 34, 1145-1150, 1993.

Clearing the Air, the Future of Coal-Fired Electric Generation in Canada. Canadian Clean Power Coalition, boite postale 1900, Succursale 'M', 110-12^e Ave. S.-O., Calgary, Alberta, T2P 2M1, octobre 2000. (www.canadiancleanpowercoalition.com).

Carbon Sequestration Research and Development. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, décembre 1999.

Energy Department Launches Thirteen New Research Projects to Capture and Store Greenhouse Gases. http://www.doe.gov/news/releases00/julpr/pr00189.htm.